

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота

на правах рукопису

**Бакальчук Ірина Олександрівна**

УДК 621.359.4

## **КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

**Обґрунтування технічного переозброєння підстанції 110/35/10кВ**

(тема роботи)

**141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»**

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

**Бакальчук І. О.**

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

**Гончаренко Юрій Павлович**

(прізвище, ім'я, по батькові)

**к.т.н., доцент кафедри електрифікації,  
автоматизації виробництва та інженерної екології**

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2023

## АНОТАЦІЯ

Бакальчук І. О. Обґрунтування технічного переозброєння підстанції 110/35/10кВ. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2023.

Основною метою кваліфікаційної роботи є розробка організаційно-економічної моделі реконструкції підстанції 110/35/10 кВ «Вільня», що знаходиться на території Житомирської області.

Поставлене завдання надати економічну ефективність реконструкції підстанції 110/35/10 кВ "Вільня".

**Ключові слова:** трансформаторна підстанція, економічна ефективність, реконструкція.

## ABSTRACT

Bakalchuk I. O. Justification of the technical re-equipment of the 110/35/10kV substation. Qualification work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polish National University, Zhytomyr, 2023.

The main goal of the qualification work is to develop an organizational and economic model for the reconstruction of the 110/35/10 kV Vilnia substation located in Zhytomyr Region.

The assigned task is to provide the economic efficiency of the reconstruction of the 110/35/10 kV "Vilnia" substation.

**Keywords:** transformer substation, economic efficiency, reconstruction.

## ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИКО-МЕТОДОЛОГІЧНІ ОСНОВИ ОРГАНІЗАЦІЇ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ	8
1.1 Принципи реконструкції підстанції	8
1.2 Основні види робіт з реконструкції та обслуговування трансформаторних підстанцій	10
Висновки по розділу 1	15
РОЗДІЛ 2. ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ «ВІЛЬНЯ» І АНАЛІЗ ЇЇ РОБОТИ	16
2.1 Організаційно-економічна характеристика підстанції 110/35/10 кВ «Вільня»	16
2.2 Організація технічного обслуговування та ремонту підстанції	32
Висновки по розділу 2	35
РОЗДІЛ 3. ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ «ВІЛЬНЯ»	37
3.1 Цілі організації реконструкції підстанції 110/35 /10 кВ «Вільня» та обґрунтування витрат	37
3.2 Економічна ефективність реконструкції підстанції 110/35/10 кВ «Вільня»	42
3.3 Рекомендації щодо покращення виконання реконструкції	43
Висновки по розділу 3	46
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	47
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	50

## ВСТУП

Важливе значення у розвитку будь-якої економіки займає наявність енергії для виробництва. Не меншого значення має енергія і для комунально-побутової сфери. Однак вироблення енергії безпосередньо в місці її споживання скрутне і пов'язане з низкою труднощів. Набагато ефективніша централізована вироблення енергії у великих обсягах, - при цьому коефіцієнт корисної дії системи буде максимальним. Але за цих умов виникає проблема транспортування енергії. Більшість видів енергії: теплову, механічну тощо. проблематично передавати навіть на невеликі відстані. У цих умовах особливе місце займає електрична енергія - її легко трансформувати у будь-які інші види енергії, крім того, використовуючи передачу на високих напругах, її можна транспортувати на великі відстані з мінімальними втратами, без значного збільшення вартості системи.

Сьогодні з усіх галузей на господарську діяльність людинита її життя найбільший вплив вносить енергетика. Прорахунки у цій галузі мають серйозні наслідки. Тепло і світло в будинках, транспортні потоки та робота промисловості – все це потребує витрат енергії. Основою енергетики сьогодення є паливні запаси вугілля, нафти та газу, які задовольняють приблизно дев'яносто відсотків енергетичних потреб людства.

Отже, електрика – найбільш універсальна форма енергії, вона виробляється на електростанціях та розподіляється між споживачами за допомогою електричних мереж. Але потреби у енергії продовжують постійно зростати. Будь-який розвиток потребує, перш за все, енергетичних витрат. Це означає, що сьогодні особливу увагу необхідно приділити модернізації та реконструкції як системи виробітку електроенергії, так і, найменшою мірою, системі доставки та розповсюдження електроенергії серед споживачів.

Правильно обрана схема доставки електроенергії споживачам багато в чому визначає надійність постачання, визначає можливі позаштатні ситуації та аварії. При цьому під час проектування трансформаторних підстанцій, їх

комплектації, ліній передачі тощо. необхідно виходити з економічної доцільності. Як правило, розглядаються кілька варіантів і на основі їх порівняння остаточний вибирається з умови оптимального співвідношення між технічною необхідністю та економічною доцільністю. Це дозволяє досягти суттєвої економії матеріалів та засобів, полегшує експлуатацію апаратури.

Останнім часом різко збільшився попит на енергоспоживання. Це зумовлено різними чинниками, зокрема і бурхливим розвитком промислового комплексу та житлово-комунальної інфраструктури. Одночасно зростає і добробут населення, який набуває за рахунок сучасної побутової техніки. Аналіз енергоспоживання в країні виявив, що за останні 20 років ми не лише досягли історичного максимуму, а й перевищили його.

Потужність діючого обладнання підстанцій не дозволяє забезпечувати споживачів електроенергією в повному обсязі, а також можливості передачі додаткової потужності. Існують так звані закриті центри живлення, приєднання до яких додаткових навантажень вже неможливо. З технічних причин їхнє обладнання за певних режимів не зможе нести підвищеного навантаження.

У результаті задоволення зростаючого попиту на електроенергію необхідно, або проводити реконструкцію підстанцій, або будувати нові підстанції. Будівництво нових підстанцій дуже проблематичне у зв'язку з щільною забудовою наших міст і з великими витратами придбання земельних ділянок розміщення підстанції. Реконструкція підстанцій є більш вигідним з економічного погляду варіантом, а з погляду неможливості часом виділення ділянки під будівництво нової підстанції - єдиним варіантом.

**Метою даної кваліфікаційної роботи є розробка організаційно-економічної моделі реконструкції підстанції 110/35/10 кВ «Вільня», що знаходиться на території Житомирської області.**

**Для досягнення мети роботи поставлено наступні завдання:**

- розглянути теоретико-методологічні засади організації реконструкції підстанції 110/35/10 кВ «Вільня»;

- надати організаційно-економічну характеристику підстанції 110/35/10 кВ «Вільня»;

- надати економічну ефективність реконструкції підстанції 110/35/10 кВ "Вільня".

Предмет дослідження – організаційно-економічна модель реконструкції підстанції 110/35/10 кВ «Вільня».

**Об'єкт дослідження** – організаційно-економічна модель реконструкцій підстанцій.

У процесі дослідження було використано **наступні методи дослідження** – монографічний, статистико-економічний, абстрактно-логічний, розрахунково-конструктивні методи дослідження.

**Перелік публікацій автора за темою дослідження :**

Гончаренко Ю. П., Бакальчук І. О. ЦІЛІ ОРГАНІЗАЦІЇ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35 /10 кВ «ВІЛЬНЯ» ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ВИТРАТ

Матеріали VII Міжнародна науково-практичної конференції «Біоенергетичні системи» 15-17 листопада 2023 року. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 47-49.

Гончаренко Ю. П., Бакальчук І. О. ОРГАНІЗАЦІЯ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТУ ПІДСТАНЦІЇ 100/35/10 кВ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ – 2023». 25 жовтня 2023 р. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 106-108.

Бакальчук І. О. ПРИНЦИПИ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПІДСТАНЦІЙ 110/35/10 кВ

Матеріали міжнародної науково-практичної конференції «Інженерні процеси та системи» 14-15 червня 2023 року. Житомир: Поліський національний університет, 2023.- С 47-51.

**РОЗДІЛ 1**

# ТЕОРЕТИКО-МЕТОДОЛОГІЧНІ ОСНОВИ ОРГАНІЗАЦІЇ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ

## 1.1 Принципи реконструкції підстанції

Трансформаторна підстанція – це електроустановка, призначена для підвищення та зниження напруги мережі змінного струму та розподілу електричної енергії між споживачами.

Структуру трансформаторної підстанції можна представити у вигляді укрупнених блоків: розподільний пристрій (РУ) високої напруги, силовий трансформатор, РУ середньої та низької напруги.

Структура трансформаторної підстанції представлена на рисунку 1.1.

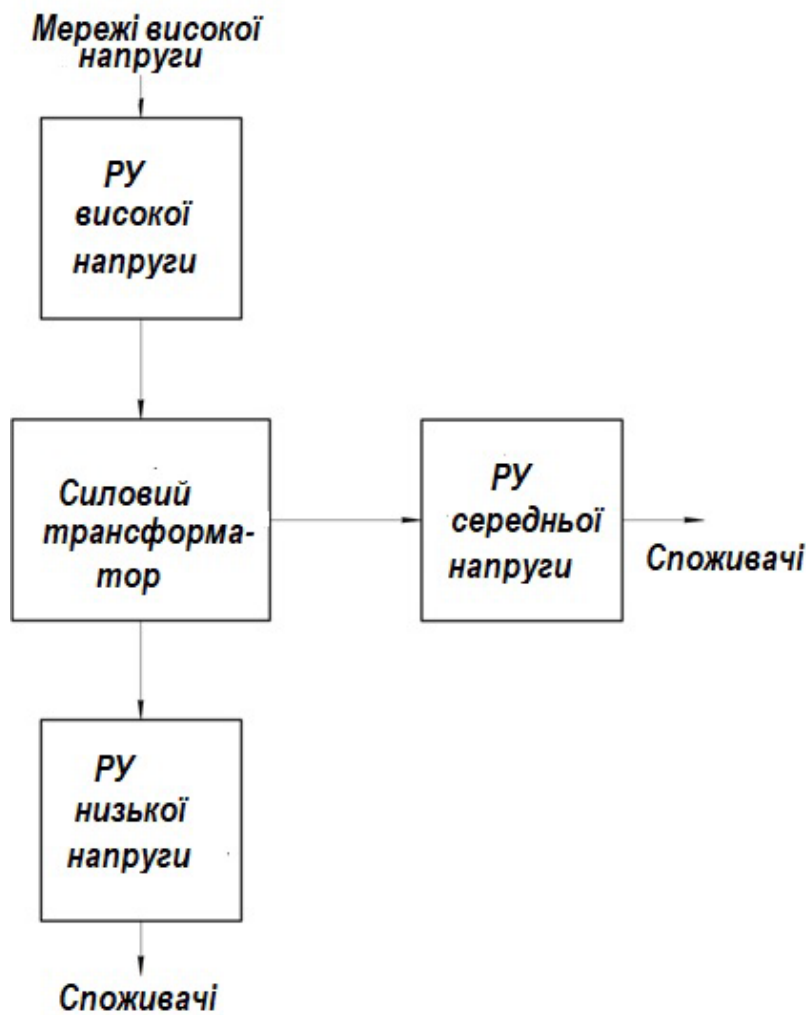


Рисунок 1.1 – Структура трансформаторної підстанції.



Будівництво підстанції - це складний процес, що складається з безлічі багатокомплексних стадій: виконання розвідувальних, проектних, загальнобудівельних, монтажних та пусконалагоджувальних робіт.

Будівництво підстанції починається з підготовки території та виконання земляних робіт. Після чого проводиться закладання фундаментів під обладнання, монтується опорні металоконструкції, встановлюється обладнання, монтується протиаварійна автоматика та інші системи. По закінченню будівельно-монтажних робіт виконуються пусконалагоджувальні роботи та благоустрій території.

Реконструкцію проводять на вже існуючих підстанціях з метою підвищення надійності та тривалості експлуатації об'єкта. Виробляють заміну обладнання, що застаріло фізично та морально, впроваджують сучасні автоматизовані системи управління, релейного захисту та інших систем.

Важлива причина реконструкції підстанцій викликана фізично та морально застарілим парком обладнання, незадовільним станом будівель та споруд, при експлуатації якого зростає з кожним днем ризик аварій на підстанції, а значить і порушення постачання її споживачів, серед яких є і споживачі I категорії. З іншого боку старе устаткування вимагає великих витрат за проведення ремонтів та підтримка їх у робочому стані.[2] Реконструкція підстанції дозволяє забезпечити:

1. Надійне та якісне електропостачання споживачів.
2. Додаткові можливості для технологічного приєднання до електричних мереж нових споживачів електроенергії.
3. Високий рівень технологічних процесів, що забезпечується комплексною автоматизацією, шляхом створення інтегрованої системи управління технологічними процесами з підсистемами релейного захисту та автоматики, комерційного обліку електроенергії, моніторингу стану обладнання, діагностики та управління обладнанням.
4. Впровадження передових проектних рішень, що забезпечують відповідність всього комплексу показників підстанцій сучасному світовому

технічному рівню, таких як застосування комплектних розподільчих пристроїв з елегазовою ізоляцією, кабельних ліній, виконаних кабелем з ізоляцією зі зшитого поліетилену.

5. Економічну ефективність, зумовлену зниженням експлуатаційних витрат.

6. Економічну ефективність, обумовлену зниженням витрат електроенергії шляхом встановлення на підстанціях систем компенсації реактивної потужності (СКРП), що складаються з батарей статичних конденсаторів (БСК) та керуючих шунтуючих реакторів (КШР).

7. Ремонтпридатність обладнання та конструкцій, що застосовується.

8. Передові методи експлуатації, безпечні та зручні умови праці експлуатаційного персоналу.

9. Дотримання вимог екологічної безпеки та охорони навколишнього середовища.

Будівництво та реконструкція підстанцій дозволяє забезпечити стабільне електропостачання, збільшити запас потужності для подальшого розвитку споживачів.

## **1.2 Основні види робіт з реконструкції та обслуговування трансформаторних підстанцій**

При експлуатації електрообладнання основний обсяг робіт з підтримки його у робочому стані складається з технічного обслуговування, поточного та капітального ремонтів.

Технічне обслуговування здійснюють на місці встановлення електрообладнання у строки, передбачені планами-графіками. Ці роботи, як правило, виконує бригада електромонтерів у технологічні паузи.

Поточний ремонт електроустаткування допускається проводити в електроцехах, майстернях або на місці встановлення електроустаткування. Поточний ремонт виконують у плановому порядку за графіком, затвердженим керівником електричних мереж та начальником служби підстанції. Щоб уникнути

невиправданих операцій з розбирання та збирання обладнання безпосередньо перед ремонтом проводять його діагностування для уточнення технічного стану вузлів та деталей.

Капітальний ремонт трансформаторів та іншого складного електрообладнання проводять у стаціонарних умовах в електроремонтному цеху господарства або централізовано на спеціалізованих електроремонтних підприємствах. Капітальному ремонту підлягає електрообладнання, працездатність якого не можна відновити у процесі поточного ремонту.

Капітальний ремонт електричних мереж, електропроводів, розподільчих пристроїв, щитів тощо виконують бригади електромонтерів служби підстанції або відповідні спеціалізовані організації (наприклад, АТ «Житомир енергоремонт»).

Оперативно-аварійне обслуговування - комплекс заходів щодо перемикавання, відключення, усунення відмов у роботі електрообладнання, що здійснюється оперативно-черговим персоналом та оперативно -виїзною бригадою служби підстанції. Для проведення обслуговування за оперативно-виїзною бригадою закріплюють відповідний транспорт, обладнання, пристрої, прилади. У пункті технічного обслуговування слід передбачити необхідний аварійний запас електрообладнання та ремонтного матеріалу.

Перед початком зимового сезону виконують поточний ремонт електрообладнання, а в період сезону - планове технічне обслуговування.

Трансформаторні підстанції, що знаходяться в зоні обслуговування Лівенських електричних мереж, розподільні пристрої на напругу 110 та 35 кВ виконані у вигляді відкритих розподільчих пристроїв. [3]

Основними видами робіт з обслуговування відкритих розподільчих пристроїв є:

- огляди ОРУ у денний та нічний час не рідше одного разу на місяць;
- прибирання територій відкритих розподільчих пристроїв (скошування трави влітку, розчищення проходів від снігу в зимовий час);
- контроль за станом огорожі відкритих розподільчих пристроїв та підстанції (фарбування та ремонт);

- контроль за станом металоконструкцій (усунення тріщин, корозії, фарбування);
- відновлення та нанесення на обладнання диспетчерських найменувань;
- контроль стану маслоприймачів маслonaповненого обладнання (чистка та промивка);
- контроль стану електричного освітлення відкритих розподільних пристроїв (ремонт освітлювальної мережі, заміна ламп, що вийшли зі стоячи, фарбування освітлювальних щоглів, фарбування корпусів освітлювальних приладів);
- контроль стану електричної ізоляції відкритих розподільчих пристроїв (чистка ізоляції, заміна пошкоджених ізоляторів);
- контроль стану ошинування підстанції;
- контроль рівня оливи в масляних бакових та маломасляних вимикачах;
- взяття проб оливи для випробування;
- злив вологи з баків масляних вимикачів 2 рази на рік;
- мастило та регулювання приводів вимикачів;
- ревізія вимикачів після вироблення максимальної кількості включення відключення номінальних струмів, відключення граничних струмів короткого замикання, механічного ресурсу вимикача;
- заміна введів вимикачів внаслідок пошкоджень;
- капітальний ремонт вимикачів 1 раз на 6-8 років;
- змащування та регулювання приводу роз'єднувача та його тяг;
- перевірка одночасності замикання та розмикання всіх полюсів роз'єднувача;
- перевірка кута повороту та дія обмежувальних пристроїв роз'єднувача;
- перевірка правильності дії короткозамикача та відокремлювача;
- капітальний ремонт роз'єднувачів відокремлювачів короткозамикачів 1 раз на 2-3 роки;
- перевірка стану вентильних розрядників;

-заміна вентильних розрядників, що вийшли з ладу з комутаційних та атмосферних перенапруг;

-заміна вентильних розрядників після обмеження максимальної кількості перенапруги (контроль за лічильником спрацьовування вентильного розрядника);

- контроль стану трансформаторів струму та напруги;

- контроль рівня оливи в маслонаповнених трансформаторах струму та напруги;

- вимірювання опору контуру заземлення трансформаторної підстанції;

Основними видами обслуговування комплектних розподільних пристроїв зовнішньої установки (КРУН) є:

- прибирання приміщень КРУН та закритих розподільчих пристроїв (ЗРУ);

- контроль стану металоконструкцій КРУН (усунення тріщин, корозії, фарбування);

- фарбування внутрішніх огорож, сітчастих бар'єрів ЗРУ;

- контроль стану маслоприймачів;

- перевірка правильності дії блокувань КРУН, дверей ЗРУ;

- огляд вимикачів

- мастило та регулювання приводів вимикачів;

- контроль рівня оливи в маломасляних вимикачах;

- капітальний ремонт молотомасляних вимикачів один раз на 6-8 років;

- чищення ізоляції КРУН та ЗРУ;

Основними видами обслуговування силових трансформаторів є:

-контроль стану зовнішніх поверхонь трансформатора (усунення корозії, фарбування трансформатора);

-контроль рівня оливи;

-контроль стану фільтрів трансформатора;

-контроль правильності роботи системи охолодження трансформаторів (для трансформаторів із системою охолодження Д і ДЦ);

-Контроль правильності роботи пристрою регулювання напруги під навантаженням (РПН);

- ремонт приводу пристрою РПН;

- ремонт приводу пристроїв охолодження (вентиляторів та масляних насосів);

- контроль стану маслонаповнених вводів трансформатора;

- заміна маслонаповнених вводів трансформатора;

- контроль стану додаткового обладнання трансформатора (релейна шафа, газове та струменеве реле, з'єднувальні трубопроводи);

- взяття проб оливи для випробування;

- контроль стану маслоприймача;

- чищення та промивка маслоприймача;

- контроль кількості резервного обладнання.

До обсягу робіт, постачань з реконструкції та технічного переозброєння підстанцій входять:

-розробка робочої проектної документації;

-реконструкція ОРУ з постачанням обладнання;

-реконструкція ЗРУ, КРУ в ОПУ з постачанням обладнання;

-заміна трансформаторного обладнання, спорудження будівель та споруд виробничої інфраструктури підстанцій, комунікацій, спорудження доріг, благоустрій території;

-постачання матеріалів, конструкцій та обладнання;

-створення систем АСУТП, АСКУЕ, реконструкція систем РЗА, ПА, СДТУ, засобів зв'язку, систем власних потреб та оперативного постійного або змінного струму, технологічної сигналізації з поставкою обладнання та матеріалів для всіх систем;

-постачання обладнання ВЧ-зв'язку та пристроїв РЗА та ПА на протилежні кінці ПЛ та введення в експлуатацію;

-пуско-налагоджувальні роботи, приймальні випробування та здача в експлуатацію замовнику.

### **Висновки по першому розділу**

У результаті задоволення зростаючого попиту на електроенергію необхідно, або проводити реконструкцію підстанцій, або будувати нові підстанції. Будівництво нових підстанцій дуже проблематичне у зв'язку з щільною забудовою наших міст і з великими витратами придбання земельних ділянок розміщення підстанції. Реконструкція підстанцій є більш вигідним з економічного погляду варіантом, а з погляду неможливості часом виділення ділянки під будівництво нової підстанції - єдиним варіантом.

**РОЗДІЛ**  
**ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА**  
**ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ «ВІЛЬНЯ» І АНАЛІЗ ЇЇ РОБОТИ**

**2.1 Організаційно-економічна характеристика підстанції 110/35/10 кВ «Вільня»**

Підстанція 110/35/10 кВ «Вільня» відноситься до СП «Коростишівський РЕМ» АТ «Житомиробленерго».

Обслуговування підстанцій напругою 110/10, 110/35/10, 35/10, 35/6 кВ представлені підрозділами трьох рівнів:

- підрозділ енергосистеми на районному рівні – район електричних мереж (РЕМ) проводить візуальний контроль обладнання підстанцій розташованих на території району;

- служба підстанцій Коростишівських електричних мереж проводить технічне обслуговування підстанцій та ремонти окремого обладнання;

- АТ «Житомиробленерго» проводить комплексні ремонти підстанцій та їх реконструкцію.

Первинна ланка в сервісній системі організації інженерно -технічного обслуговування підстанцій - це районні електричні мережі, на території яких знаходиться підстанція. Вони здійснюють роботи з експлуатації електричних мереж напругою 10-0,4 кВ та візуальний контроль обладнання підстанцій.

Форма організації інженерно-технічного обслуговування підстанцій залежить від обсягу робіт з технічного сервісу енергетичного обладнання та мереж та віддаленості від сервісної організації. Розрізняють три форми обслуговування:

- господарську (самообслуговування);
- спеціалізовану (змішану або комбіновану);
- комплексну (підрядну).

За господарської форми обслуговування весь комплекс робіт з обладнання підстанцій виконує служба підстанцій.



При спеціалізованій (комбінованій або змішаній) формі обслуговування обладнання підстанції, частину своїх об'єктів або видів робіт передає спеціалізованим організаціям (на подряд), а решту виконує силами своєї електроенергетичної служби.

При комплексній (підрядній) формі обслуговування весь обсяг робіт з обслуговування обладнання підстанцій передається спеціалізованій сервісній організації.

При виборі раціональної форми обслуговування електроенергетичного господарства необхідно враховувати такі рекомендації:

Господарська форма обслуговування доцільна при великому обсязі робіт з експлуатації обладнання підстанцій та достатньої забезпеченості трудовими та матеріально-технічними ресурсами, а також при значному видаленні підстанції від центру та незадовільному стані доріг;

Спеціалізована та комплексна форми обслуговування виправдовують себе при концентрації зусиль на найбільш важливих на даний момент ділянках, а також при дефіциті тих чи інших ресурсів. Дані форми обслуговування дозволяють більш повно та інтенсивно використовувати районну ремонтно-обслуговуючу базу, але лише за налагодженої диспетчерської служби та надійного транспортного зв'язку.

При раціоналізації технічного обслуговування та експлуатації - обладнання підстанцій та мереж дуже важливо правильно розподілити роботи між підрозділами та працівниками служби підстанції та районних електричних мереж.

На підстанції 110/35/10 кВ «Вільня» встановлено господарську форму інженерно-технічного обслуговування, оскільки для цього класу напруги характерний великий обсяг експлуатації обладнання.

Служба підстанцій є структурним підрозділом Коростишівського району електричних мереж філії АТ «Житомиробленерго», який забезпечує централізованим електропостачанням народногосподарський комплекс області з територією площею 29,8 тис. кв. км та населенням 586 тис. осіб.

Середньооблікова чисельність персоналу філії АТ «Житомиробленерго» – складає 1428 осіб (рис.2.1).

Структура та штатний розклад служби підстанцій затверджуються директором філії АТ «Житомиробленерго»

Служба підстанцій у технічному відношенні підпорядковується головному інженеру, в адміністративному відношенні – директору підприємства та у своїй діяльності керується чинними законодавчими актами та відомчими директивними документами, правилами внутрішнього розпорядку, наказами та розпорядженнями на підприємстві.

У безпосередньому підпорядкуванні начальника служби підстанцій перебувають: заступник начальника з оперативної роботи, начальник цеху з ремонту обладнання підстанцій, інженери служби підстанцій, майстри бригад. Ця структурна організація схематично виглядає так (рис.2.2).

Служба підстанції здійснює роботу за двома напрямками.

Перший напрямок - технічна експлуатація встановленого обладнання підстанцій, підтримання оптимальної надійності та економного витрачання енергоресурсів. Для цього проводять оперативне чергування, технічне обслуговування та поточний ремонт.

Другий напрямок - модернізація підстанцій із встановленням обладнання нового типу, що має меншу трудомісткість обслуговування.

Це передбачає здійснення комплексу заходів :

проведення реконструкції та капітального ремонту підстанцій;

виконання електромонтажних робіт під час будівництва нових об'єктів, впровадження нової техніки; виконання пусконаладжувальних робіт.

Розглянемо три варіанти організації електроенергетичної служби сільськогосподарського підприємства.

I варіант. Підстанції розподіляються між бригадами очолюваними майстрами. Бригади виконують усі види робіт з експлуатації обладнання підстанцій.

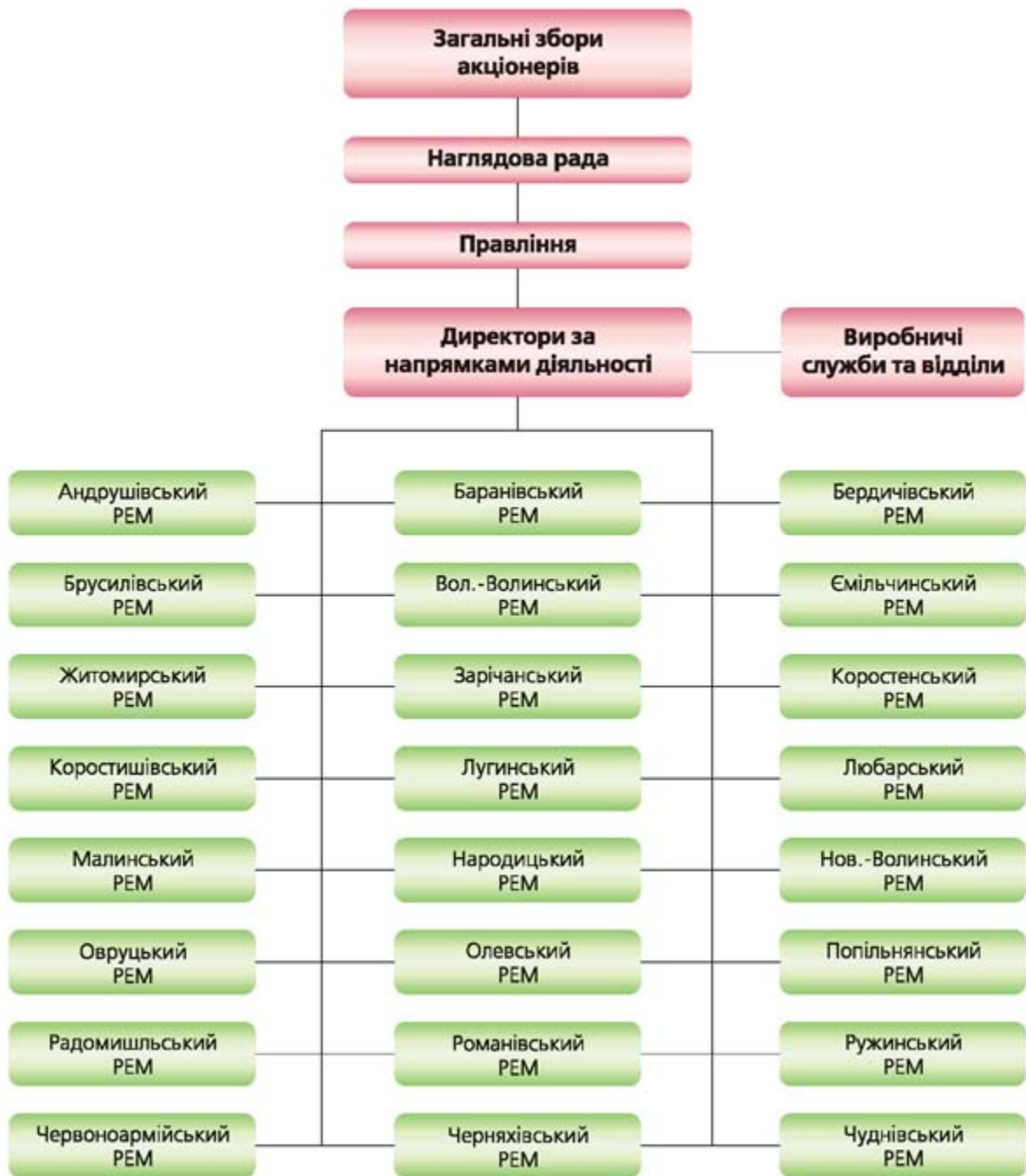


Рисунок 2.1- Організаційна структура АТ «Житомиробленерго»



Рисунок 2.2 - Структурна організація служби підстанції

II варіант. У складі служби підстанції організуються спеціалізовані ділянки (підрозділи) з технічної експлуатації, ремонту та монтажу обладнання. Ділянка технічної експлуатації виконує оперативне та технічне обслуговування обладнання підстанцій. Ділянка ремонту та монтажу займається поточним та капітальним ремонтами електрообладнання підстанцій, монтажними та контрольно-вимірвальними роботами.

III варіант. Персонал служби підстанції виконує оперативне чергування, здійснює технічний догляд та поточний ремонт електрообладнання підстанцій. Капітальний ремонт, монтажні, пусконаладжувальні та контрольно-вимірвальні роботи передані у відання виїзних бригад спеціалізованих ремонтно-монтажних підрозділів підприємства АТ «Житомиробленерго» .

На вибір того чи іншого варіанта організації електроенергетичної служби підприємства впливає кілька факторів:

- рівень кваліфікації спеціалістів-електриків;
- кількість підстанцій, що обслуговуються, спеціалізація і концентрація технологічного електрифікованого обладнання та машин;
- наявність виробничої бази, рівень технічної оснащеності електроенергетичної служби;
- забезпеченість матеріальними та трудовими ресурсами.

Оскільки на підстанції 110/35/10 кВ «Вільня» встановлено оперативний пункт управління та персонал служби підстанції веде оперативне чергування, а також здійснює технічний догляд та поточний ремонт обладнання, то на ній ведеться III варіант організації електроенергетичної служби.

На підстанції встановлено велику кількість різноманітного обладнання, а також всі можливі види релейного захисту. Нижче наведено загальні відомості про підстанцію 110/35/10 кВ «Вільня».

Підстанція 110/35/10кВ " Вільня " - тупикова, з подвійним живленням, двосекційна з двома трансформаторами:

N1 типу ТДТН-10000/110-70У1;

N2 типу ТДТН-10000/110-70У1.

Напруга на шини подається з боку підстанції 220/110/35/10кВ "Брусилів-2" по ПЛ-110кВ " Брусилів -2 -Вільня ".

Розподілення 110кВ - відкрите (ГРП).

Напруга по ПЛ-110кВ " Брусилів -2 - Вільня " подається на 1 секцію шин 110кВ через ЛР-110кВ типу РНД32-110/1000 з приводом ПРН-220м.

Для захисту силового трансформатора N1 і N2 з боку 110кВ встановлені відділювач типу ОД-110 М-1000 з приводом ШПОМ та короткозамикач КЗ-110М із приводом ШПКМ.

Секції 110 кВ N 1 і 2 секційовані секційними роз'єднувачами СР N1 та СР N2 типу РНДЗ-16-110/1000 з приводом ПРН-220М.

Розподілення 35кВ - відкрите , двосекційне, з секційним масляним вимикачем типу С-35-630 з приводом ПП-67 і СР-35кВ N1,2 типу РНДЗ-16-35/1000.

Від 1-ї секції 35кВ відходить ЛЕП-35кВ "Вільня - Щегліївка ". Напруга подається через ЛР-35кВ типу РНДЗ-2-35/1000, ШР-35кВ типу РНДЗ-16/35/1000, ТР-35кВ типу РНДЗ-16-35/1000, МВ-35кВ типу С-35-630 з приводом ПП-67.

Від 2-ї секції 35кВ відходить ЛЕП-35кВ " Вільня -Ходорків".

Напруга подається через ЛР-35кВ типу РНДЗ-2-35/1000, ШР-35кВ типу РНДЗ-16/35/1000, ТР-35кВ типу РНДЗ-16-35/1000, МВ-35кВ типу С-35-630 з приводом ПП-67.

У лінійних осередках 10кВ та осередках введення секцій N1 і N2 встановлені МВ-10кВ типу ВМПП-10/630.

У осередках власних потреб встановлено трансформатори ТСН N1 типу ТМ 40/10 та ТСН N2 типу ТМ-63/10. Оперативний струм змінний.

На підстанції 110/35/10кВ «Покровська» є окрема шафа, в якій змонтовані схеми влаштування автоматичного частотного розвантаження (АЧР 1 та АЧР 2). Пристрій АЧР 1 і АЧР 2 при зниженні частоти діє на відключення фідера 10кВ 1 і 2 секцій, а також ліній 35кВ.

На панелі шафи АЧР є два млинці, які випадають при спрацьовуванні АЧР 1 і АЧР 2, і сигналізують черговому персоналу.

Трансформатори 10000 кВ підстанції 110/35/10 кВ " Вільня " обладнані такими видами релейного захисту:

- а) поздовжнім диференціальним захистом
- б) газовим захистом
- в) максимальним струмовим захистом з боку 110кВ з двома витримками часу
- г) максимальним струмовим захистом з боку 10кВ
- д) захистом від перевантаження з боку 110кВ
- ж) сигналізацією від зниження рівня оливи.

Поздовжній диференціальний захист призначений для швидкого відключення між фазних коротких замикань усередині трансформатора, на його виводах і шинах, розташованих між трансформаторами струму, до яких підключено диференціальний захист. Дифзахист виконаний на реле типу ДЗТ-11. При спрацьовуванні диференціального захисту відключається вимикач з боку 35кВ і з боку 10кВ, включається короткозамикач 110кВ і в безструмовий період відключається віддільник 110кВ, при цьому в шафі захисту трансформатора випадає блінкер РУ-1 "Диференційний захист" і блінкер .

Газовий захист призначений для захисту трансформатора від пошкоджень усередині кожуха, що супроводжуються виділенням газу.

Газовий захист працює на відключення при пошкодженнях, пов'язаних із значним виділенням газу та великими його швидкостями проходження через газове реле та на сигнал при незначних газовиділеннях, а також при попаданні в газове реле повітря. При спрацьовуванні газового захисту на відключення трансформаторів, негайно відключаються вимикачі з боку 35 і 10 кВ, з боку 110 кВ вмикається короткозамикач і в безстоковий період відключається відокремлювач. При цьому в шафі захисту трансформатора випадає блінкер РУ-2 "Газовий захист II уст. на відключення", і блінкер РУ-8 "Відключення відокремлювача". Газовий захист на відключення вводиться та виводиться ключем управління "1 ПР".

При спрацьовуванні газового захисту на сигнал випадає блінкер РУ-5 "Газовий захист 1 уст, на сигнал" гуде сирена, горить лампа ЛЗ "блінкер не піднято", на панелі сигналізації випадає блінкер РУ-2 "Попередження", горить лампа "блінкер" піднятий.

МТЗ з боку 110кВ є основним захистом від коротких замикань для введення 110кВ і резервного захисту шин 35кВ і 10 кВ МТЗ діє на відключення трансформатора зі сторін 110кВ, 35кВ і 10 кВ з витримкою часу. При спрацьовуванні МТЗ у шафі захисту трансформатора випадає блінкер РУ-8 "Відключення відділювача". У шафі 35кВ випадає блінкер РУ-31 "Аварійне відключення", у шафі введення 10 кВ випадає блінкер РУ-11 "Аварійне відключення".

МТЗ 10кВ є основним захистом шин 10кВ та резервним захистом головної частини ліній 10 кВ.

Захист реагує на міжфазні короткі замикання в мережах 10кВ та діє на відключення МВ-10кВ з витримкою часу. При спрацьовуванні МТЗ із боку 10 кВ випадає блінкер РУ-11 "Аварійне відключення".

Захист виконаний за допомогою струмового реле, включеного у фазу трансформатора струму сторони 110кВ, та працює з витримкою часу на сигнал.

При спрацьовуванні захисту від перевантаження випадає блінкер РУ-4 "Перевантаження трансформатора", гуде сирена і горить лампа ЛЗ 2 «Блінкер не піднято "і на панелі сигналізації випадає блінкер РУ-2 "Попередження", горить лампа "Блінкер не піднято".

При перевищенні встановленої температури оливи трансформатора спрацьовує контактний термометр, при цьому випадає блінкер РУ-3 "Перегрів оливи трансформатора", гуде сирена і горить лампа ЛЗ "Блінкер не піднято", і на панелі сигналізації випадає блінкер РУ-2 "Попередження", горить лампа ЛЗ "Блінкер не піднятий".

При зниженні рівня оливи в трансформаторі працює стрілочний показчик рівня оливи в розширювачі, при цьому випадає блінкер РУ-3 «Зниження рівня оливи», гуде сирена і горить лампа ЛЗ "Блінкер не піднятий".

РПН трансформатора 10000 кВ - обладнані дистанційним регулюванням навантаження.

При підвищенні температури оливи в трансформаторі вище 55 градусів, а також при досягненні номінального навантаження трансформатора незалежно від температури оливи в трансформаторі вимикається обдуг трансформатора.

Лінії 10 кВ, що відходять, обладнані наступними захистами:

- а) максимальним струмовим захистом
- б) спрямованим захистом нульової послідовності

При спрацьовуванні максимального струмового захисту в шафі фідера випадає блінкер РУ" "Аварійне відключення МВ-10кВ та горить лампа ЛЗ "Блінкер не піднятий ", гуде сирена, а на панелі сигналізації випадає блінкер РУ-2 "Аварійне відключення", горить лампа ЛЗ "Блінкер" не піднято". При спрацьовуванні захисту нульової послідовності у шафі фідера випадає блінкер РУ-1 "Робота захисту нульової послідовності" та РУ-2 "Аварійне відключення МВ-10 кВ" горить лампа ЛЗ "Блінкер не піднятий", а на панелі сигналізації



випадає блінкер РУ-1 " Аварія", горить лампа ЛЗ "Блінкер не піднятий", гуде сирена.

Фідери , що відходять, обладнані АПВ (автоматичним повторним включенням). При відключенні фідера через певний заданий час реле часу своїми контактами замикає ланцюг включення АПВ, після чого МВ-10 кВ фідер виключається повторно, якщо перед цим привід МВ-10 кВ був зведений на АПВ, АПВ вводиться ключем управління "ПА" "АПВ/АМР" у шафах фідерів, що відходять.

Приводи МВ-10 кВ фідерів, що відходять, і введення обладнані АМР (автоматичним моторним редуктором). Після успішного спрацьовування МВ-10 кВ від АПВ привод автоматично зведеться від АМР на новий цикл АПВ. Після неуспішного спрацьовування МВ-10 кВ від АПВ необхідно ключ ПА "АПВ/АМР" перевести в положення "АМР", звести привід та натисканням кнопки "Увімкнено" включити МВ-10 кВ. Потім ключ "ПА" знову треба перевести в положення "АПВ".

Фідери 10 кВ, що відходять, обладнані АЧР автоматичною частотою розвантаженням і ЧАПВ (частотним автоматичним повторним включенням). При зниженні частоти мережі менш заданої спрацьовує реле частоти типу РЧ-1 і своїми контактами запускає схему відключення фідерів 10кВ та ПЛ-35кВ від АЧР.

Фідери 10 кВ залишаються відключеними доти, доки частота в мережі не відновиться. При відновленні частоти в мережі реле частоти РУ-1 розриває свої контакти , чим запускається схема ЧАПВ, відключені приєднання знову включаються, якщо перед цим приводи були зведені на АПВ.

При спрацьовуванні АЧР випадає блінкер РУ-1 "Робота АЧР", горить лампа ЛЗ "Блінкер не піднято " і спрацьовує попереджувальна сигналізація, і крім того, після відключення фідерів, відповідно спрацьовує аварійна сигналізація. При відключенні автомата живлення у схемі АЧР спрацьовує попереджувальна сигналізація та горить лампа ЛЗ "Блінкер не піднятий ".

Трансформатори власних потреб необхідні живлення ланцюгів управління, обігріву, освітлення та інших потреб.

Оперативний струм шиною 1ШУ та 2ШУ 1ШС та 2ШС стабілізується стабілізатором напруги, який записується від фаз "А" та "С" трансформатори власних потреб. При відключеному трансформаторі власних потреб захист трансформатору не працюватиме.

Трансформатор напруги необхідний для живлення вимірювальних приладів і контролю ізоляції мережі 35 кв. При появі "землі" в мережі 35кв спрацьовує реле напруги, включене в ланцюг розімкнутого трикутника трансформатора напруги і своїми контактами замикає ланцюг блінкера РУ-1 "Земля на секції шин 35 кВ" при цьому загоряється лампа "Блінкер не піднятий", і спрацьовує попереду.

Контроль фазних і лінійних напруг здійснюється вольтметром з вольтметровим перемикачем, за допомогою якого можна дізнатися в якій фазі вийшло замикання на землю.

Показання вольтметра, включеного на фазні напруги будуть такими: на фазі із замиканням на землю вольтметр покаже "0", а на інших двох фазні напруги будуть рівні лінійним, тобто. 35 кВ. При несправності в ланцюгах напруги або вимкнення автомата випадає блінкер РУ-2 "Несправність ланцюгів напруги", горить лампа ЛЗ "Блінкер не піднятий" і спрацьовує попереджувальна сигналізація.

Контроль фазних і лінійних напруг здійснюється вольтметром з вольтметровим перемикачем, за допомогою якого можна дізнатися в якій фазі вийшло замикання на землю.

Показання вольтметра, включеного на фазні напруги, будуть такими: на фазі із замиканням на землю вольтметр покаже "0", а на двох інших фазні напруги дорівнюватимуть лінійним, тобто. 10кВ.

При несправності в ланцюгах напруги або вимкнення автомата випадає блінкер РУ-2 "Несправність ланцюгів напруги", горить лампа ЛЗ "Блінкер не піднятий" і спрацьовує попереджувальна сигналізація.

Різні несправності:

1. При несправностях зарядного пристрою, необхідного для живлення ланцюгів керування та захисту -110 кВ, 35, 10 кВ на блоці захисту випадатиме блінкер РУ-6 "Несправність" зарядного пристрою", горить лампа ЛЗ "Блінкер не піднятий" і спрацьовує попереджувальна сигналізація .

2. При обриві ланцюгів керування вимикача введення 10 кВ випадає блінкер РУ-12 "Обрив ланцюгів керування вимикача 1В", горить лампа ЛЗ "Блінкер не піднятий" і спрацьовує попереджувальна сигналізація.

Лінії 35 кВ обладнані такими захистами:

а) струмовим відсіканням

б) максимальним струмовим захистом з двома витримками часу. Миттєве струмове відсічення виконане на реле 4РТ,5РТ типу РТ-40. При спрацьовуванні відсікання відключається МВ-35 кВ лінії, а в шафі ПЛ-35кВ випадає блінкер 2Р У- "Відсікання" і звучить аварійна сигналізація.

Максимальний струмовий захист виконаний на реле 1РТ, 2РТ, 3РТ з двома уставками витримки часу:

перша з меншою витримкою часу

друга з більшою витримкою часу.

При спрацьовуванні МТЗ випадають блінкери РУ-1 "МТЗ", РУ "Аварійне відключення МВ-35кВ", горить лампа ЛЗ "Блінкер не піднятий " та спрацьовує аварійна сигналізація.

При відключенні автомата керування горить лампа ЛЗ "Блінкер не піднято " і спрацьовує попереджувальна сигналізація. Лінії 35 кВ обладнані АПВ, АМР, АЧР . Всі операції з даними пристроями проводити згідно з інструкцією з експлуатації фідерів, що відходять 10 кВ.

Підстанція «Вільня» має 10 фідерів, що відходять, за якими здійснюється живлення споживачів 2 і 3 категорії. До 2 категорії належать: Радіорелейна станція, Царівський селекційно-гібридний комплекс, Коростишівська районна лікарня та підприємство Пневмоапарат. До споживачів 3 категорії належать: об'єкти сільськогосподарського

призначення, вишки мобільного зв'язку, школи, дитячі садки, об'єкти комунального призначення, житловий сектор та багато інших.

Список електроустаткування підстанції представлений у таблиці 2.1.

Таблиця 1 - Журнал обліку електроустаткування господарства

№ п / п	Найменування електрообладнання	Одиниці вимірювання	Кількість	Число годин роботи на добу	Число місяців роботи на рік
1	2	3	4	5	6
Сторона напруги 110 кВ					
1	Трансформатор силовий ТДТН – 10000/110	шт.	1	24	12
2	Трансформатор силовий ТДТН – 10000/110	шт.	1	24	12
3	Короткозамикачі КЗ - 110У	шт.	2	24	12
4	Роз'єднувачі РНДЗ - 2 - 110	шт.	4	24	12
5	Трансформатор напруги ТН-110	шт.	1	24	12
6	Вимикачі елегазові ВГТ-110	шт.	3	24	12
7	Розрядники РВС - 110М	шт.	3	24	12
Сторона напруги 35 кВ					
8	Роз'єднувачі РНДЗ - 35	шт.	8	24	12
9	Вимикачі ВТ -35	шт.	6	24	12
10	Розрядники РВС – 35	шт.	3	24	12
11	Трансформатор напруги ЗНОМ-35/630	шт.	2	24	12
Сторона напруги 10 кВ					
13	Вимикачі масляні ВМПШ - 10	шт.	1	24	12
14	Роз'єднувачі РНДЗ – 10	шт.	4	24	12
15	Розрядники РВС – 10	шт.	4	24	12
16	Трансформатори напруги ТМ-30	шт.	2	24	12
17	Трансформатори власних потреб ТСН	шт.	2	24	12
18	Трансформатор струму ТТ – 10	шт.	19	24	12

З даних таблиці 1 випливає, обладнання підстанції працює 24 години на добу та 12 місяців на рік. Виходячи з цього, можна дійти невтішного висновку, що підстанція 110/35/10 кВ «Вільня» здійснює безперебійне

електропостачання споживачів, як і з таблиці видно, що підстанція має 68 найменувань устаткування, їх 17 за 110 кВ, 19 на 35 кВ і 32 найменування електрообладнання за 10 кВ.

При модернізації схем електричних мереж повинна забезпечуватися економічність їх розвитку та функціонування з урахуванням раціонального поєднання елементів мережі, що споруджуються, з діючими .

Схема електричної мережі має бути гнучкою і забезпечувати збереження прийнятих рішень її розвитку за можливих невеликих відхилень:

- 1) рівнів електричних навантажень та балансів потужності від запланованих;
- 2) трас повітряних ліній та майданчиків підстанції від намічених;
- 3) термінів введення в роботу окремих енергооб'єктів .

На всіх етапах реконструкції мережі слід передбачати можливість її перетворення з мінімальними витратами задля досягнення кінцевих схем та параметрів лінії підстанції. Під час проектування розвитку електричних мереж необхідно забезпечити зниження втрат електроенергії до економічно обґрунтованого рівня.

Схема електричної мережі повинна допускати можливість ефективного застосування сучасних пристроїв релейного захисту (РЗ), режимної та протиаварійної автоматики (ПА).

Відповідно до чинних нормативних документів схеми підстанції до системоутворюючої мережі мають забезпечувати надійність живлення енерговузлів та транзит потужності за принципом « N -1».

Схема та параметри електричної мережі повинні забезпечувати надійність електропостачання, при якому у разі відключення лінії або трансформатора

берігається живлення споживачів без обмеження навантаження з дотриманням нормативної якості електроенергії.

Насамперед, приводом для реконструкції підстанції стало те, що обладнання 1977 року випуску технічно застаріло і призводить до частого виходу його з ладу.

Таблиці 2. 2 - Зведена відомість обладнання підстанції 110/35/10 " Вільня " (існуючий варіант - базовий)

Найменування обладнання	Тип	Кількість	Вартість одиниці, тис. грн.	Усього, тис. грн.
Трансформатор	ТДТН – 10000/110	2	9750	19500
Короткозамикачі	КЗ - 110У	2	18	36
Роз'єднувачі	РНДЗ - 2 - 110	4	260	1040
	РНДЗ - 35	8	115	920
Трансформатор напруги	ТН-110	1	38	38
	ЗНОМ-35/630	2	24,5	49
	ТМ-30	2	50,5	101
Вимикач	ВГТ - 110	3	1741	5223
	ВТ-35	6	30	180
	ВМП-10-630	1	38	38
Розрядник	РВС-110	3	39,63	118,89
	РВС-35	3	13	39
	РВС-10	4	15	60
Інші	-----	1 комп .	120,0	120,0
Разом:				27462,89

З даних таблиці 2 випливає, що найдорожчим обладнанням підстанції є трансформатор ТДТН - 10000/110, що становить 71% від загальної вартості всього обладнання. Вартість всього існуючого обладнання підстанції 110/35/10 кВ «Вільня» в цінах, що діють, становить 27462,89 тис. грн.

При відмові від реконструкції (збільшення потужності):

1. Вже найближчим часом можливі тривалі перерви в електропостачанні споживачів через відмову обладнання підстанції, в результаті – зниження корисної відпустки електроенергії та прибутку від реалізації електроенергії;

2. Можливе притягнення керівників підприємства до відповідальності за порушення договірних зобов'язань щодо абонентів;

3. Неможливе задоволення запитів підприємств із високим рівнем споживання електроенергії збільшення споживаної потужності, отже – відмова від додаткового прибутку.

Як було зазначено, підстанція 110/35/10 кВ «Вільня» знаходиться на території Житомирської області, яка розташована в середній зоні Полісся.

Представимо тут характерні для цієї країни кліматичні умови:

- Середньорічна температура зовнішнього повітря - 5 °С ;

- мінімальна розрахункова температура зовнішнього повітря – мінус 30 °С, з цього випливає, що взимку вкрай необхідне опалення приміщень КРУН та ОПУ;

- товщина стінки ожеледиці 15 мм( III район по ожеледиці згідно з ПУЕ), слід обладнати підстанцію установкою для плавки льоду на проводах;

- вітровий тиск – 29 м/с ( III район за вітром згідно з ПУЕ), у зв'язку з цим слід вжити заходів для захисту ліній електропередач від вітрових перевантажень;

- нормативне значення снігового навантаження - 100 кг/м<sup>2</sup>, тому необхідно посилити приміщення підстанції, де можливе налягання снігової маси;

- сейсмічність району будівництва – нижче 6 балів за шкалою ГОСТ 6249

- глибина промерзання ґрунту - 1,0 м;

- середньорічна тривалість грозового годинника від 60 до 80 годин на рік.

Для безпеки електроустаткування підстанції слід передбачити захист від грозових перевантажень та блискавкозахист.

## 2.2 Організація технічного обслуговування та ремонту підстанції

Технічним обслуговуванням та ремонтом обладнання підстанцій та електричних мереж на території Коростишівського, Брусилівського, Радомишльського районів Житомирської області займаються Виробниче об'єднання Коростишівські електричні мережі. Головне завдання електричних мереж полягає у забезпеченні надійного забезпечення електроенергією певної кількості споживачів на закріпленій території.

До складу підприємства входять райони електричних мереж (РЕМ), ділянки електричних мереж (ДЕМ), монтерські пункти та виробничі служби. Розмір підприємства електричні мережі (ПЕМ) визначається за допомогою умовних електромережових одиниць. За 1 умовну одиницю прийнято 1 км одноланцюгову лінію електропередачі напругою 110 кВ на металевих опорах. Трудомісткість обслуговування інших елементів електромережі також визначена в умовних одиницях.

Система електропостачання ПЕМ складається з обладнання, ЛЕП, релейного захисту, автоматики та телемеханіки. Всі ці пристрої та обладнання забезпечують безперервність передачі електроенергії від джерел електропостачання до споживачів електроенергії.

Головна вимога до системи електропостачання - забезпечення надійності та безпеки роботи всіх елементів системи, тобто виконання проектних функцій та підтримання експлуатаційних параметрів у заданих межах. Забезпечення надійності та безперебійності електропостачання полягає у попередженні відмов у роботі різних елементів електромережі, що призводять до порушення технологічних процесів у споживачів, а також у швидкому відновленні порушеного електропостачання без завдання значної шкоди споживачам.

Надійна робота обладнання та пристроїв електропостачання підтримується системою ремонтно-експлуатаційного обслуговування, яке включає нагляд за роботою обладнання, профілактичні випробування, технічне та оперативно-аварійне обслуговування, поточний, капітальний ремонт. Для всіх елементів



електромережі встановлюються оптимальні терміни періодичних оглядів, профілактики та ремонтів. Ці терміни залежать від переліку ремонтних робіт, якості використовуваних матеріалів, запасних частин, умов експлуатації, режимів роботи споживачів та ін.

Безперебійне електропостачання передбачає скорочення до мінімуму кількості планових відключень споживачів, що висуває високі вимоги до роботи.

З метою попередження відмов у електропостачанні споживачів проводять капітальні та поточні ремонти обладнання та пристроїв, а також технічне переозброєння об'єктів електромережі (модернізація та заміна обладнання, удосконалення пристроїв релейного захисту телемеханіки, оснащення об'єктів пристроями попереджувальної сигналізації та ін.). Важливе значення мають планові профілактичні заходи щодо запобігання сезонним потокам відмов, насамперед у періоди максимальних навантажень.

Особливу увагу слід приділяти аналізу відмов електропостачання, при цьому вивчають:

- попереджувальну інформацію про можливі відмови, яку визначають за показаннями стаціонарних та переносних приладів або повідомленнями чергового персоналу. Інформація про виявлені дефекти повинна фіксуватися у спеціальних журналах із зазначенням заходів щодо усунення виявлених дефектів;

- оперативні дані щодо відмов протягом року. При цьому виявляють тенденції до погіршення стану конкретних елементів електромережі та їх усувають;

- статистичні дані (за ради років) щодо відмов у електропостачанні, що дозволяють встановити стійкі та нестійкі пошкодження електромережі, визначити параметри потоку відмов та оптимальні терміни їх усунення.

У ході експлуатації обладнання та пристроїв електропостачання - відбуваються їх старіння та знос. Однією з першочергових виробничих завдань є підвищення працездатності елементів електропостачання шляхом

проведення комплексу капітальних та поточних ремонтів обладнання та пристроїв. За змістом робіт ремонти поділяються на капітальне, поточне та міжремонтне технічне обслуговування. За часом проведення вони можуть бути позаплановими, післяаварійними та відновними.

Капітальний ремонт об'єктів передбачає виконання сукупності робіт, які забезпечують повне відновлення експлуатаційних характеристик елементів електропостачання. Періодичність проведення капітальних ремонтів по кожному виду об'єктів електромережі регламентується терміном служби основних функціональних елементів пристроїв, а також умовами експлуатації об'єктів: рівнем енергетичних навантажень, впливом довкілля та ін. Як правило, капітальні ремонти проводять не частіше ніж через 1 рік.

Для підтримки елементів електричної мережі в робочому стані у період між капітальними ремонтами проводять поточний ремонт елементів електромережі, що передбачає розробку та ревізію окремих вузлів пристроїв, чищення, мастиння та заміну другорядних деталей, регулювання та випробування об'єктів.

Систематичний нагляд за роботою пристроїв електропостачання - здійснюється в процесі міжремонтного технічного обслуговування об'єктів з метою забезпечення їхньої надійної роботи та своєчасного запобігання можливим відмовам.

Усі види ремонтів та технічного обслуговування системи електропостачання здійснюються в плановому порядку, на основі щорічно розроблюваних планів-графіків ремонтних робіт, які узгоджуються зі споживачами електроенергії.

Позапланові, після аварійні чи відновлювальні ремонти проводять для відновлення експлуатаційних параметрів елементів та об'єктів електромережі, які були порушені внаслідок аварій, стихійних лих або невчасно виявленого фізичного зносу. Ці види робіт, як правило, не передбачаються планами-графіками ремонтів і передбачають надпланові витрати трудових, матеріально-технічних та грошових ресурсів. До організації аварійно-

відновлювальних робіт з ліквідації непередбачених порушень електропостачання висуваються особливі вимоги. Важливим етапом організації цих робіт є підготовка до їх проведення, яка включає: вдосконалення схем електропостачання для створення додаткових джерел електрозабезпечення найбільш значущих споживачів; вдосконалення технічних засобів зв'язку, телемеханіки та обчислювальної техніки; формування аварійно-відновного запасу матеріалів, запасних частин; забезпечення необхідної техніки, автотранспортом, засобами малої механізації.

Критеріями мінімальності терміну відключення споживачів та мінімально допустимої потужності при виконанні відновлювальних робіт вважаються такі тривалість перерви та мінімальна потужність електропостачання споживачів, які не викликають порушення технологічних процесів. Тому на підготовчому етапі проведення аварійно-відновлювальних робіт необхідно розробити систему регламентації споживачів щодо термінів відключення та мінімальної потужності.

Роботу оцінюють не тільки щодо забезпечення надійності та безвідмовності пристроїв електропостачання, але й якості оперативно - диспетчерського обслуговування елементів електромереж. Оперативно-диспетчерське обслуговування системи електропостачання електричних мереж передбачає:

- надійне та безперебійне обслуговування споживачів у всіх режимах роботи системи електропостачання;
- оперативне регулювання перемикання обладнання в електромережах;
- контроль за якістю електроенергії та регулювання окремих її параметрів;
- створення умов для безпечного виконання ремонтно-відновлювальних робіт в електроустановках.

### **Висновки по другому розділу**

Усі види ремонтів та технічного обслуговування системи електропостачання на підстанції «Вільня» здійснюються в плановому

порядку, на основі щорічно розроблюваних планів-графіків ремонтних робіт, які узгоджуються зі споживачами електроенергії.

Для відновлення експлуатаційних параметрів елементів та об'єктів електромережі, які були порушені внаслідок аварій, стихійних лих або невчасно виявленого фізичного зносу проводяться позапланові, після аварійні чи відновлювальні ремонти.

## РОЗДІЛ 3

### ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ РЕКОНСТРУКЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 кВ «ВІЛЬНЯ»

#### 3.1 Цілі організації реконструкції підстанції 110/35 /10 кВ «Вільня» та обґрунтування витрат

Внаслідок проведення реконструкції буде досягнуто:

1. Забезпечується надійне електропостачання споживачів.

Технічним завданням проектування визначено необхідність збільшення встановленої потужності підстанції, що забезпечує наявність технічної можливості збільшення корисної відпустки електроенергії.

2. Збільшується капіталізація компанії, оскільки після проведення реконструкції знову встановлене обладнання ставиться на баланс Коростишівських електричних мереж АТ «Житомиробленерго», з наступним нарахуванням амортизаційних відрахувань відповідно збільшиться амортизаційний фонд підприємства.

ДСТУ 3270-95 «Трансформатори силові. Терміни та визначення»[4] дозволяє здійснити раціональне завантаження силових трансформаторів і забезпечити оптимальний вибір номінальної потужності трансформаторів при проектуванні або реконструкції підстанції. Відповідно до «Проектування підстанцій з комплектними розподільними установками елегазовими напругою 110 кВ і вище» [3,5] вибір потужності трансформаторів здійснюється наступним чином.

Потужність трансформаторів вибирається так, щоб при відключенні потужності одного з них на час ремонту або заміни, що залишилися в роботі, з урахуванням їх допустимого (за технічними умовами) перевантаження та резерву мереж, забезпечували живлення повного навантаження.

При зростанні навантажень понад розрахунковий рівень збільшення потужності підстанції проводиться, як правило, шляхом заміни

трансформаторів на найбільш потужні. Встановлення додаткових трансформаторів має бути обґрунтовано та погоджено із замовників.

Рішення про заміну трансформатора приймається на підставі даних про фактичний стан працюючих трансформаторів, надійність їх роботи за минулий період, технічний рівень, фактичний термін експлуатації щодо нормативного терміну роботи, зростання навантажень, розвиток сусідніх електричних мереж та зміну головної схеми електричних з'єднань підстанції.

При заміні одного з двох трансформаторів підстанції перевіряться умови, що забезпечують паралельну роботу, що залишився в роботі, та нового трансформаторів в автоматичному режимі регулювання напруги на відповідній стороні. При застосуванні лінійних регулювальних трансформаторів перевіряється їхня динамічна і термічна стійкість при короткому замиканні на стороні регульованої напруги.

Таблиці 3.1 - Зведена відомість обладнання підстанції 110/35/10 "Вільня"  
(проектний варіант - проект)

Найменування обладнання	Тип	Кількість	Вартість одиниці, тис. грн.	Усього, тис. грн.
Трансформатор	ТДТН – 10000/110	2	9750	19500
Короткозамикачі	КЗ - 110У	2	18	36
Роз'єднувачі	РНДЗ - 2 - 110	4	260	1040
	РНДЗ - 35	8	115	920
Трансформатор напруги	ТН-110	1	38	38
	ЗНОМ-35/630	2	24,5	49
	ТМ-30	2	50,5	101
Вимикач	LW36A-126	3	1645	5223
	ВГБЕ-35-12,5/630 УХЛ 2	6	333	1998
	ВВ / TEL -10-20/630 УХЛ2	1	95	95
Розрядник	РВС-110	3	39,63	118,89
	РВС-35	3	13	39
	РВС-10	4	15	60

Інші	-----	1 комп .	60	60
Разом:				28990,89

З даних таблиці 3.1 випливає, що вартість реконструйованого обладнання відповідно до діючих цін складатиме 28990,89 тис. грн, що у 9% більше, ніж у базовому варіанті. Різниця капіталовкладення базового та проектного варіанта обумовлена заміною старих масляних вимикачі 1977 року випуску на більш сучасні елегазові комутаційні апарати.

### Розрахунок витрат за передачу електроенергії

Витрати на передачу електроенергії визначаються за такою формулою:

$$B_{II}^i = B_{AM}^i + B_{PiE}^i + B_{ЗП}^i + B_{IH}^i, \quad (3.1)$$

де  $B_{II}$  - повні витрати на передачу електроенергії, тис. грн.;

$B_{AM}$  - витрати на амортизацію основних фондів, тис. грн.;

$B_{PiE}$  - витрати на ремонт та експлуатацію, тис. грн.;

$B_{ЗП}$  - витрати на заробітну плату, тис. грн.;

$B_{IH}$  - інші витрати, тис. руб.;

$i$  - номер варіанта (1 - базовий; 2 - проектний).

### Розрахунок витрат за амортизацію основних фондів

Ці витрати у відсотковому співвідношенні вартості основних фондів, які рівні капітальним вкладенням визначаються за формулою:

$$B_{PiE}^i = \frac{H_{PiE}^i \cdot K^i}{100\%}, \quad B_{AM}^i = \frac{H_{AM}^i \cdot K^i}{100\%}, \quad (3.2)$$

де  $H_{AM}$  - норма амортизаційних відрахувань, % приймається рівною 4,4%;

$K^i$  - вартість основних фондів за варіантами, тис. грн., Приймається з таблиць 2.2 і 3.1.

$$B_{AM}^1 = \frac{4,4 \cdot 27462,89}{100} = 1208,36 \text{ тис. грн}$$

$$B_{AM}^2 = \frac{4,4 \cdot 28990,89}{100} = 1275,5 \text{ тис. грн}$$

### Розрахунок витрат за ремонт та експлуатацію

Ці витрати можна визначити за такою формулою:

$$B_{PIE}^i = \frac{H_{PIE}^i \cdot K^i}{100\%}, \quad (3.3)$$

де  $H_{PIE}$  – норма відрахувань на ремонт та експлуатацію, %, приймається рівною  $H_{PIE}^1 = 3,5\%$ ,  $H_{PIE}^2 = 1\%$  (з даних наданих «Коростишівській РЕМ»);

$$B_{PIE}^1 = \frac{3,5 \cdot 27462,89}{100} = 961,2 \text{ тис. грн}$$

$$B_{PIE}^2 = \frac{1 \cdot 2990,89}{100} = 289,9 \text{ тис. грн}$$

### Розрахунок витрат на заробітну плату

Ці витрати визначаються, виходячи зі штатного розкладу за обома варіантами, за формулою:

$$B_{ЗП}^i = (ЗП_{осн}^i + ЗП_{дод}^i) \cdot K_{соц}, \quad (3.4)$$

де  $ЗП_{дод}$  - додаткова заробітна плата персоналу на оплату відпусток, тис. грн., Приймається рівною 12% від основної заробітної плати;

$K_{соц}$  – соціальний коефіцієнт, що передбачає відрахування на пенсійний фонд, фонд соціального страхування, фонд медичного страхування, приймається рівним 1,34;[1]

$ЗП_{осн}$  - основна заробітна плата персоналу, тис. грн., Яка визначається за формулою:

$$ЗП_{осн}^i = P_n^i \cdot ЗП^{сер} \cdot 11 \text{ тис. грн} \quad (3.5)$$

де 11 – кількість місяців на рік;

$ЗП^{сер}$  - середня заробітна плата працівника за місяць, приймається рівною 16,0 тис. руб. з урахуванням премії у розмірі 37% від окладу та доплати за роботу у шкідливих умовах;

$P_n^i$  - чисельність персоналу підстанції дорівнює  $P_n^1 = 6$  осіб, для проектного варіанту приймаємо  $P_n^2 = 4$  особи;

$$ЗП_{осн}^1 = 6 \cdot 16,0 \cdot 11 = 1056,0 \text{ тис. грн}$$

$$ЗП_{осн}^2 = 4 \cdot 16,0 \cdot 11 = 704,0 \text{ тис. грн}$$



Отримані дані підставляємо в формулу 3.4 та одержимо результат

$$B_{3П}^i = (1056 + 1056,0 \cdot 0,12) \cdot 1,34 = 1584,84 \text{ тис. грн}$$

$$B_{3П}^i = (704 + 704,0 \cdot 0,12) \cdot 1,34 = 1056,56 \text{ тис. грн}$$

### Розрахунок інших витрат

Ці витрати включають загальнопідстанційні накладні витрати, які визначаються за формулою:

$$B_{IH}^i = \frac{H_{in}^i \cdot B_{3П}^i}{100\%}, \quad (3.6)$$

де  $H_{in}^i$  - норма інших витрат, %, приймається рівною  $H_{in}^1 = 6\%$ ,  $H_{in}^2 = 3,8\%$  (з даних наданих бухгалтерією АТ "Житомиробленерго");

$$B_{IH}^i = \frac{6 \cdot 1584,84}{100} = 95,09 \text{ тис. грн}$$

$$B_{IH}^i = \frac{3,8 \cdot 1056,56}{100} = 40,15 \text{ тис. грн}$$

Результати розрахунків витрат за передачу електроенергії виведено таблицю 3.4.

Таблиця 3.4 – Кошторис витрат за передачу електроенергії на підстанції 110/35/10 кВ «Вільня»

Найменування витрат	Сума витрат, тис. грн.	
	База З <sub>1</sub>	Проект З <sub>2</sub>
Витрати на амортизацію основних фондів	1208,36	1275,5
Витрати на ремонт та експлуатацію	959,94	289,9
Витрати зарплатню	1584,84	1056,56
Інші витрати	95,09	40,15
Разом:	3668,23	2662,11

Виходячи з даних таблиці слідує, що витрати на амортизацію основних фондів у проектному варіанті на 5% більше ніж у базовому, а ось витрати на ремонт та експлуатацію, а також витрати на заробітну плату на 66% та 33,4%, відповідно, менше ніж у базовий варіант. Інші витрати в свою чергу, те ж на 42% менше по відношенню до базового варіанту. Загальні витрати на проектному варіанті складатимуть 72,5% від базового.

### **3.2 Економічна ефективність реконструкції підстанції 110/35/10 кВ «Вільня»**

#### **Розрахунок наведених витрат за порівнюваними варіантами передачі електроенергії**

Вони визначаються за такою формулою:

$$Z^i = C_i + E \cdot K_i, \text{ тис. грн} \quad (3.7)$$

де  $E$ -нормативний коефіцієнт капіталовкладень приймаємо рівним 0,2 [3];  $C_i$  - кошторис витрат за передачу електроенергії на підстанції (береться із табл. 3.4),  $K_i$  – кошторис затрат обладнання підстанції.

$$Z^1 = 3668,23 + 0,2 \cdot 27462,89 = 9160,8 \text{ тис. грн}$$

$$Z^2 = 2662,11 + 0,2 \cdot 28990,89 = 8460,29 \text{ тис. грн}$$

#### **Розрахунок річної економії**

Річна економія від застосування передбачуваного варіанта передачі електроенергії розраховується за такою формулою:

$$E_{\text{РІК}} = Z^1 - Z^2, \text{ тис. грн} \quad (3.8)$$

$$E_{\text{РІК}} = 9160,8 - 8460,29 = 700,51, \text{ тис. грн}$$

#### **Термін окупності**

$$T = \frac{K}{E_{\text{РІК}}}, \text{ років} \quad (3.9)$$

$$T = \frac{28990,89}{700,97} = 41,4 \text{ років.}$$

Річна економія склала 700,91 тис. грн, вийшла за рахунок впровадження нової техніки (вакуумні та елегазові вимикачі), які, на відміну від існуючих масляних вимикачів, вимагають менше витрат, що дозволило знизити собівартість передачі електроенергії.

Незважаючи на те, що термін окупності підстанції 110/35/10 кВ «Вільня» склав 41 рік, реконструкція підстанції є важливим завданням, для якого буде потрібно вливання державних інвестицій, оскільки підстанція 110/35/10 кВ «Вільня» є стратегічно важливим об'єктом енергосистеми Житомирської області. Вихід підстанції з ладу призведе не лише до відключення споживачів, запитаних від неї, а й до відключення в кращому разі енергосистеми всієї області, а в гіршому та поблизу областей, що у свою чергу призведе до мільярдних збитків.

### **3.3 Рекомендації щодо покращення виконання реконструкції**

З погляду робіт, будівництво, як і модернізація, підстанцій виконується у кілька послідовних етапів. Спочатку проводиться енергоаудит, що дозволяє виявити основні проблеми та завдання, і складається кошторис. На другому етапі – виконуються проектування та узгодження. Слідом починаються будівельні роботи, які можуть включати також постачання обладнання, його монтаж, налагодження та введення в експлуатацію.

Обсяг робіт по кожному з проектів залежить від ступеня зношеності підстанції: наприклад, на ремонтні роботи профілактичного характеру та заміну окремих комплектуючих може піти від кількох тижнів до кількох місяців. У випадках, коли зношеність підстанції перевищує 50-60%, на реалізацію йде від 4 до 12 місяців. За цей час можуть бути споруджені фундаменти під трансформатори, проведено реконструкцію огорож підстанції, встановлення охоронно-пожежної сигналізації, заміну застарілих кабельних каналів на нові. Плюс, виконані: реконструкція будівельної частини відкритих та закритих розподільчих пристроїв (ВРП, ЗРУ), розробка схеми освітлення, обігріву, заземлення та грозозахисту підстанції, повна заміна існуючих пристроїв РЗА, вторинних ланцюгів та кабельних зв'язків тощо. Крім

того, досить часто доводиться встановлювати на підстанції автоматизовану систему обліку електроенергії, оскільки питання енергозбереження сьогодні досить гостро постає перед багатьма компаніями.

Що стосується вартості, то профілактичні та ремонтні роботи, пов'язані, наприклад, із заміною та аудитом обладнання, можуть коштувати від кількох мільйонів гривень. Якщо говорити про масштабну реконструкцію або будівництво нових об'єктів (особливо, якщо йдеться про цілий ланцюжок об'єктів), то вартість проекту може досягати кількох десятків мільярдів гривень.

Вимоги, які пред'являють власники підстанцій на тендерах, однакові для всіх учасників: як вітчизняних, так і зарубіжних. І цікавіші ті підрядники, які максимально точно цим вимогам відповідають.

Абонентське (сервісне) обслуговування підстанцій також є надзвичайно цікавим сегментом для підрядників. Однак поки більшу частину робіт у галузі сервісу власники підстанцій вважають за краще виконувати самостійно. І швидше за все кардинально дана ситуація змінюватися не буде. Нерідко у межах компаній-власників з'являються нові дочірні організації, що займаються обслуговуванням обладнання та різних систем. Юридично – це нова особа, фактично – внутрішня структура тієї ж компанії. На регіональному рівні, де можливості створення дочок обмежені, простіше віддати обсяг робіт підряднику. Щоправда, прикладів такої передачі поки що не так багато.

Типові договори на абонентське обслуговування, що укладаються із сторонніми сервісними організаціями, як правило, включають виконання робіт із встановлення обладнання та приладів, що дозволяють мінімізувати втрати електроенергії, ремонт обладнання, встановлення приладів обліку тощо. Сюди може входити і обслуговування автоматизованої інформаційно-вимірювальної системи комерційного обліку електроенергії (АПС КУЕ). Також у рамках контрактів на абонентське обслуговування найчастіше здійснюються процедури технологічного приєднання, коли клієнт збільшує потужність мережі об'єктів.

Крім того, останнім часом власники підстанцій стали приділяти досить велику увагу роботам з енергозбереження (установка спеціального обладнання, вимірювальних приладів на підприємствах, контроль за експлуатацією). Поряд із цим все більш затребуваними стають профілактичні роботи.

Вартість сервісних робіт знову ж таки варіюється в залежності від масштабів проекту, зношеності обладнання та кількості об'єктів, що обслуговуються. На невеликих підстанціях вартість абонентського обслуговування може починатися від кількох тисяч доларів, більших об'єктах – до десятків тисяч доларів на місяць.

Для підвищення ефективності організації обслуговування електрообладнання підстанцій необхідно провести реконструкцію з метою заміни відокремлювачів та вимикачами. Це необхідно підвищення безперебійності електропостачання споживачів. Недоліком відокремлювача з короткозамикачем встановленого на вищій стороні підстанції є: при спрацюванні захисту трансформатора релейний захист видає команду на спрацювання короткозамикача, що веде до створення в мережі напругою 110 кВ короткофазного однофазного замикання або в 35 кВ мережі двофазного короткого замикання на землю. Це необхідно, щоб на головній ділянці лінії привести захист до дії для вимкнення вимикача. Після того як відключився вимикач в безглузду паузу, відбувається відключення відокремлювача. Під дією автоматичного повторного увімкнення відбувається включення вимикача на головній ділянці, і всі споживачі отримують харчування. Після вимкнення короткого замикання вимикачем необхідно провести огляд вимикача.

Для усунення відключення лінії необхідно на кожну підстанцію з боку вищої напруги встановити вимикачі замість відокремлювачів з короткозамикачем.

Для більш надійної роботи релейного захисту потрібно замінити електромеханічні реле мікропроцесорними терміналами релейного захисту. Це дозволить підвищити чутливість захисту та час відключення

пошкодженого елемента мережі з метою зменшення пошкоджень від аварійних режимів електричних кіл.

### **Висновки по третьому розділу**

Виходячи з даних розрахунків , що витрати на амортизацію основних фондів у проектному варіанті на 5% більше ніж у базовому, а ось витрати на ремонт та експлуатацію, а також витрати на заробітну плату на 66% та 33,4%, відповідно, менше ніж у базовий варіант. Інші витрати в свою чергу, те ж на 42% менше по відношенню до базового варіанту. Загальні витрати на проектному варіанті складатимуть 72,5% від базового .

## ВИСНОВКИ

Поточний стан основних фондів електромережевого комплексу не можна назвати благополучним: незважаючи на те, що капітальний ремонт підстанцій та ЛЕП проводиться регулярно, зношеність обладнання оцінюється в середньому у 70%, а в деяких регіонах – до 80%. Така зношеність мереж та підстанцій може призвести до підвищеної аварійності на енергооб'єктах. В окремих містах, у тому числі і в області, досі функціонують підстанції, збудовані на початку-середині минулого століття, і встановлене на них застаріле обладнання також не забезпечує бажаної надійності. Так, в Житомирі завантаженість трансформаторів та ліній електропередач досягає часом критичного значення, і будь-яке масштабне підключення може призвести до серйозних аварій. В цілому по Україні при зростанні енергоспоживання за останні 10 років на рівні 2,7% на рік введення нових потужностей (у тому числі трансформаторних) не перевищувало 1%. Таким чином, сьогодні в умовах зростання споживання електроенергії будівництво нових, а також ремонт і реконструкція старих підстанцій стають одними з першочергових завдань російської енергетики.

За різними оцінками, зношеність обладнання підстанцій сьогодні становить від 70 до 80%. Внаслідок цього у багатьох регіонах країни вже запроваджено обмеження на підключення нових споживачів .

В інших регіонах, що зіткнулися з проблемою зношеності обладнання, сьогодні також запущені проекти будівництва та реконструкції мережевих об'єктів.

Безумовно, в ідеалі галузі сьогодні потрібне масове будівництво нових підстанцій. Однак на практиці все ще домінують проекти модернізації або комплексної/часткової реконструкції підстанцій, що діють. Багато в чому це пов'язано з дефіцитом фінансування робіт, що утворився під час війни. Так, з метою зниження витрат багато хто просто відмовився від будівництва нових підстанцій. Загалом активність компаній у цьому питанні знизилася приблизно на 20-30% по відношенню до рівня 2018 року.

У найближчі роки ситуація, однак, поступово змінюватиметься на краще. Український ринок мережного будівництва сьогодні вкрай цікавий приватним інвесторам, і найперспективнішим, з погляду бізнесу, напрямом є саме будівництво нових підстанцій, розрахованих на тривалу експлуатацію та не потребують постійних вкладень у реконструкцію та заміну обладнання. Такі підстанції оснащуються найдосконалішими технологіями, включаючи системи контролю та обліку електроенергії, автоматизовану систему управління технологічними процесами (АСУ ТП), захист та автоматику на базі мікропроцесорної техніки та ін.

Це ж обладнання встановлюється і на підстанції, що модернізуються. Такий проект апріорі дешевший, при цьому власнику вдається досягти бажаного ефекту (збільшення потужності, підвищення надійності енергопостачання, підключення нових споживачів тощо). З іншого боку, нерідко спроба заощадити на будівництві нового об'єкта обертається для нього серйозним головним болем. Іноді на підстанціях, що модернізуються, впроваджуються нові рішення, які для них просто протипоказані. В результаті на усунення проблем компаніям доводиться витратити додаткові кошти. І в цьому випадку про суттєву економію говорити вже не доводиться. Терміни та вартість – залежно від зносу .

Виходячи з нинішнього стану підстанції, було ухвалено рішення про реконструкцію цієї енергетичної установки. Модернізація включає заміну старих масляних трансформаторів ТДТН – 10000/110 аналогами тієї ж потужності, застарілі масляні вимикачі як по стороні 110 кВ, 35 кВ, так і по стороні 10 кВ замінити на елегазові здатності, що відповідають вимогам сучасної енергетики , , що обслуговує цю електроустановку.

Розрахунок показників економічної ефективності впровадження нового обладнання дозволив остаточно впевнитись у правильності прийнятого рішення про реконструкцію підстанції 110/35/10 кВ «Вільня». За результатами підрахунків можна зробити низку висновків:



- Впровадження нового обладнання знизило витрати на ремонт та експлуатацію на 66%, за рахунок зменшення трудовитрат на їх обслуговування порівняно з масляними вимикачами;

- Витрати на заробітну плату зменшилися на 33,4% за рахунок зменшення чисельності ремонтного персоналу реконструйованої підстанції, т.к. обладнання, що впроваджується, вимагає меншої кількості робочого персоналу, що дозволило знизити ці витрати;

- Інші витрати скоротилися на 47% завдяки зниженню відрахувань на заробітну плату та охорону праці, т.к. менша кількість робочого персоналу вимагає менших витрат, а також відрахувань на охорону навколишнього середовища, оскільки ці вимикачі екологічно безпечні порівняно з масляними;

– впровадження нового дорогого устаткування тягне у себе збільшення амортизаційних відрахувань на 9% проти базовим варіантом.

Через війну витрати проектного варіанта знизилися на 18% проти базовим .

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Миролубова, Є. Тенденції генеруючого сектора енергетики /Є. Миролубова // Електроенергія Передача та розподіл. - 2012. - № 3 (12). - С. 12-14.
2. Василега П. О. Електропостачання : підручник / П. О. Василега. – Суми : Сумський державний університет, 2019. – 521
3. ПРАВИЛА ТЕХНІЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК СПОЖИВАЧІВНаказ Міністерства палива та енергетики України від 25 липня 2006 року N 258
4. ДСТУ 3270-95 Трансформатори силові. Терміни та визначення
5. <https://mev.gov.ua/sites/default/files/field/file/order/%D0%9D%D0%B0%D0%BA%D0%B0%D0%B7%20%E2%84%96%20178%20%D0%B2%D1%96%D0%B4%2011.08.2021.pdf>
6. ГКД 341.004.001-94 - Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ.
7. Правила улаштування електроустановок/ МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІШНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ/ Наказ №476 від 21.07.2017р.- Київ, 2017.
7. Ілюшин, П.В. Проблемні технічні питання роботи об'єктів розподіленої генерації у складі енергосистеми та підходи до їх вирішення / П.В. Ілюшин // Енергоексперт. - 2015. - №1 (48). - С. 59-63.